

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Red Eléctrica operó en estado de emergencia la madrugada del jueves durante cuatro horas por la caída de dos centros de control.

Eleconomista.es, 18 julio de 2025

Los 36 agentes registrados fueron informados de madrugada por el operador del sistema. El Centro de Control Eléctrico y el Centro de Control de Red quedaron fuera de servicio.



El sistema eléctrico español no gana para sustos. Red Eléctrica sufrió ayer por la noche una nueva crisis que dejó fuera de juego al Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y al Centro de Control de Red (CECORE) durante casi cuatro horas.

Según indicaron fuentes conocedoras, a las doce de la noche y hasta casi las cuatro de la mañana, ambos sistemas registraron una caída cuyas causas no han sido desveladas por el operador del sistema.

Esta situación provocó la activación del llamado rol de emergencia hasta que se pudieron recuperar los dos sistemas principales, es decir, el tercer mecanismo del que dispone la compañía para la gestión del sistema eléctrico.

Red Eléctrica fue informando a los agentes del problema registrado durante la madrugada.

La compañía, consultada por elEconomista.es, sobre esta situación confirmó los problemas técnicos registrados ayer en el sistema de control primario.

"Alrededor de las 00.00 horas se decide por seguridad conmutar al sistema de control de respaldo. La operación del sistema se realizó desde ese sistema sin afcción a la seguridad de suministro hasta que se subsanaron los problemas detectados y se comprobó el correcto funcionamiento del sistema primario. A las 4:00 se conmuta nuevamente al sistema primario de control", indicó Red Eléctrica a este diario.

Según fuentes del sector consultadas por este diario, el problema se detectó rápidamente por parte de los operadores porque se produjo la aparición de una gran cantidad de medidas erróneas en los sistemas de control entre Red Eléctrica y los centros de control.

El CECOEL y el CECORE son el centro neurálgico del sistema eléctrico. Desde sus instalaciones se lleva a cabo la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico nacional con el fin de mantener el constante equilibrio entre la energía que se necesita y la que se produce. Para ello, este centro recibe, analiza y procesa cerca de 240.000 datos en cada instante.

Centro neurálgico

Desde este centro se planifica la producción de electricidad para cubrir la demanda en cada momento y se gestionan los desvíos existentes en cada momento.

Este incidente se produce además justo después de que el sistema eléctrico español haya pasado por su mayor crisis histórica tras el apagón registrado el pasado 28 de abril.

El informe del Ministerio de Transición Ecológica desveló en su informe sobre el apagón los problemas para comunicarse entre el Centro de control del operador del sistema eléctrico (CECOEL) y los centros correspondientes a las distribuidoras, es decir, a las grandes eléctricas.

Según recoge el informe, el sector eléctrico ha identificado dificultades en las telecomunicaciones tanto entre los centros de control y los equipos desplazados, así como en algunos casos entre el propio Cecoel -una de las infraestructuras más críticas del país- y los centros de mando de las grandes eléctricas.

Según indicaron fuentes consultadas por este diario, para la reposición del servicio fue necesario entonces utilizar en muchos casos comunicación vía satélite y en algunos, incluso los 'walkie-talkies' de la Guardia Civil para llevar a cabo la puesta en operación de algunas plantas.

El Centro Nacional de Inteligencia investigó también tras el apagón el riesgo de un posible ciberataque al Centro de control, que fue rápidamente descartado por parte de Red Eléctrica. No obstante, el organismo analizó también los 36 centros de control que trabajan con el cerebro energético español para concluir, finalmente, que no se había producido ningún problema de este estilo durante el apagón.

Tendido a Baleares

Por otro lado, Red Eléctrica ha dado un paso de gigante en la futura segunda conexión entre la península y Baleares. La mesa constituida entre el Govern de les Illes Balears, el Ministerio para la Transición Ecológica, el Consell de Mallorca, el Ayuntamiento de Alcúdia, la propia Red Eléctrica y la plataforma de Vecinos de Alcúdia Afectados por el Cable (VAAC), ha culminado sus trabajos con la concreción de un nuevo trazado terrestre de consenso para el segundo enlace.

En un acto celebrado ayer en el Ayuntamiento de Alcúdia con la presidenta de Redeia, Beatriz Corredor; el subsecretario del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, Miguel González Suela; el consejero de Empresa, Autónomos y Energía del Govern de les Illes Balears, Alejandro Sáenz de San Pedro; el consejero de Territorio, Movilidad e Infraestructuras del Consell de Mallorca, Fernando Rubio; la alcaldesa de Alcúdia, Fina Linares, y representantes de la plataforma vecinal, se ha detallado el nuevo recorrido por tierra del futuro enlace. Su característica principal es que reduce significativamente el paso por zonas residenciales al haberse habilitado el uso de carreteras y viales públicos por las administraciones involucradas.

2.- Un tribunal belga embarga a España 73 millones de las tasas de Eurocontrol por un laudo de renovables.

Expansion.com, 18 julio de 2025

España efectúa el primer pago por los laudos de renovables: 32 millones al fondo Blasket. La Justicia belga embarga a España por los impagos de los arbitrajes de las renovables.



El fondo Blasket, que tiene los derechos del arbitraje ganado por RREEF, sigue la misma estrategia que le permitió cobrar en junio la primera y única indemnización pagada por España a los inversores afectados por el recorte de las primas a las renovables.

Nuevo embargo sobre los activos de España en el extranjero por la guerra de arbitrajes de las renovables, esta vez en Bélgica. Un tribunal de primera instancia de Bruselas ha autorizado el embargo de los ingresos que obtiene España a raíz de la gestión de control de su tráfico aéreo, y que son transferidos mensualmente por Eurocontrol a Enaire.

En una decisión con fecha del pasado 12 de julio, la Justicia belga ordena el embargo ejecutivo de las cuentas bancarias del operador público español de navegación aérea Enaire, tras la reclamación efectuada por Blasket Renewable. Este fondo se hizo con los derechos de cobro del laudo ganado por RREEF, que

condenaba a España a pagar una compensación de 59,6 millones de euros. Sumando intereses y costas, esta cantidad se eleva hasta los 73 millones.

El dictamen del tribunal belga ordena que Eurocontrol debe notificarlo a Enaire en un plazo máximo de 15 días. Las cuentas embargadas vienen moviendo en los últimos años en torno a 500 millones de euros anuales en tasas aéreas, con un volumen especialmente alto en los meses de verano.

Fuentes del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) explican que "la Abogacía del Estado iniciará procedimiento de oposición, se abrirán otras vías de actuación litigiosa en paralelo y se impugnará el reconocimiento por parte de Bélgica, agotando todas las vías legales hasta la resolución".

El único laudo pagado

Al recurrir a la Justicia belga para ejecutar el laudo, Basket ha seguido la misma estrategia que hace un año ya permitió el embargo de 32 millones sobre los pagos de Eurocontrol por el arbitraje favorable a la compañía japonesa JGC. Tras casi un año de negociaciones, el fondo consiguió en el pasado mes de junio algo que aún no había ocurrido: cobrar la primera y única indemnización pagada por España a raíz del recorte de las primas a las renovables.

La decisión de España de litigar sistemáticamente para no pagar por los arbitrajes perdidos por este asunto ha desembocado en la activación de complejos procedimientos de ejecución que han llegado a provocar el embargo de bienes y activos propiedad del Reino de España en terceros países.

En este caso, España ha sido representada por el bufete especialista en derecho neerlandés NautaDutilh, que se opuso a la ejecución del laudo planteando que pagar indemnizaciones a inversores europeos resulta ilegal. Por su parte, el despacho Loyens & Loeff, que ha asesorado a RREEF, argumentaba que la matriz del inversor tiene su sede en suelo británico, fuera del alcance jurisdiccional de la UE. Este hecho provocó que la jueza belga Els De Breucker fallase a favor de RREEF, ordenando el embargo.

El arbitraje favorable a RREEF, que invirtió entre 2007 y 2010 en proyectos eólicos y solares en Andalucía, fue resuelto en diciembre de 2019 por el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (Ciadi). El laudo imponía a España una condena de 59,6 millones de euros, que la acumulación de intereses desde el inicio del procedimiento a una tasa del 2,07% y las condenas en costas disparan hasta los 73 millones de euros. En 2022 el Ciadi desestimó la solicitud de anulación formulada por España contra la resolución.

Según fuentes cercanas a los inversores, España acumula un total de 26 laudos pendientes de pago por la retirada de las subvenciones a las renovables, con una deuda cercana a los 1.493 millones de euros, a la que se suman alrededor de 180 millones en concepto de intereses de demora y otros 90 millones por el impacto de las condenas en costas.

3.- Las eléctricas amenazan con no invertir en redes si la CNMC no aumenta su tasa de retribución a un 7,5%.

Elperiodicodelaenergía.com, 18 julio de 2025

La patronal acusó a la CNMC de "no cumplir" las orientaciones de política energética que dictó el Gobierno en su metodología para fijar la tasa de retribución financiera.

Aelec, la patronal que integra a las grandes eléctricas como Iberdrola, Endesa y EDP España, ha advertido de que los planes de inversión de las empresas se revisarán si la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no modifica al alza su propuesta de tasa de retribución financiera para la actividad de



distribución eléctrica, que el regulador ha planteado que se eleve a un 6,46% para el periodo 2026-2031, frente al 5,58% actual, una cifra lejana a las expectativas de las compañías, que ven "coherente" una tasa del 7,5%.

En un encuentro con la prensa, la directora de Regulación de Aelec, Marta Castro, consideró que, si esa tasa de retribución para la próxima ventana regulatoria no está por encima de la propuesta puesta actualmente sobre la mesa por el regulador, "muy probablemente se revisen los planes de inversión de las empresas".

A este respecto, subrayó que no se trata solamente de la tasa de retribución, que se sitúa en "un valor inferior y a la cola" con respecto al resto de países de la Unión Europea, discriminando además la actividad de las redes eléctricas frente a otras reguladas como la aeroportuaria (8,03%) o comunicaciones (6,98%) con tasas más elevadas, sino también del modelo retributivo propuesto por la CNMC.

Los planes inversores de las eléctricas

"Hay que verlo en conjunto, no de forma aislada. Puede pasar que la tasa de retribución sea modesta si tienes garantías de que tienes un marco retributivo que te da predictibilidad, estabilidad regulatoria y que te asegura recuperar el 100% de tu inversión. Pero aquí estamos en el peor de los escenarios, tenemos una tasa de retribución baja con un cambio de modelo disruptivo que no incentiva la inversión y, encima, que no recupera la inversión", dijo al respecto.

En este sentido, Aelec indicó que la CNMC propone una metodología para la tasa de rentabilidad financiera que "infravalora el coste real del capital para invertir en redes eléctricas y la competencia internacional para la atracción de inversiones en redes eléctricas".

Por lo que advierte de que con esa tasa del 6,46% "no será posible llevar a cabo las inversiones que el país necesita, y se va a perder una oportunidad única para la electrificación y la industrialización".

No cumple las orientaciones políticas del Gobierno

Asimismo, la patronal acusó a la CNMC de "no cumplir" las orientaciones de política energética que dictó el Gobierno en su metodología para fijar la tasa de retribución financiera para la actividad de la distribución eléctrica.

A este respecto, Castro consideró que la metodología de la CNMC da la espalda a esas orientaciones de política del Gobierno, que decían que había que incentivar las inversiones en electrificación "versus a otros sectores de combustibles fósiles".

"El objetivo de las orientaciones de política energética era incentivar la electrificación para ir, obviamente, abandonando otras infraestructuras, como el incentivo a las redes de la distribución de gas. Por lo tanto, consideramos que la tasa de distribución propuesta no asegura ese incentivo a la electrificación", dijo, añadiendo que la diferencia entre la tasa de distribución financiera de la electricidad y el gas "tiene muy pocos puntos básicos de diferencia".

La asociación subrayó que la tasa se fija bajo un modelo retributivo anterior y no incorpora "el cambio tan radical de modelo", lo que genera "una incertidumbre muy importante" para las empresas sobre el reconocimiento de las inversiones.

Así, Castro estimó que el modelo retributivo propuesto por la CNMC es "disruptivo" y "no cumple ni converge" con lo que se está planteando en otros países de la Unión Europea, introduciendo además "un riesgo justificado" para la inversión.

"Limita tremendamente el nivel de la inversión. Y lo limita porque no tiene en cuenta las necesidades actuales ni las futuras, desincentiva la inversión en un modelo crucial", dijo.

Confianza en las modificaciones

Por ello, Castro confió en que en el proceso de alegaciones abierto hasta septiembre se termine aplicando el principio de prudencia y se hagan por el regulador "las modificaciones pertinentes" que permitan alcanzar una tasa de retribución "que fomente la inversión".

"Cosa que el modelo actual no lo hace", subrayó, pidiendo así una actualización que reconozca cambios en la prima de riesgo de mercado y de deuda y que lleve esa tasa de retribución financiera a un 7,5% que estima como "coherente", avalándose en análisis realizados con expertos independientes, y con una comparativa internacional.

"Obviamente, este 6,46% que establece la CNMC, si lo comparamos con las tasas de retribución a nivel europeo, como Finlandia, como Austria, como Alemania, como Reino Unido, como Italia, como Irlanda, nos quedamos muy a la cola. Estamos en el vagón, el último vagón de la Unión Europea, y esto tiene un riesgo muy importante", alertó.

Asimismo, destacó la importancia que tiene la tasa de retribución financiera y el modelo retributivo que se aplicarán en los próximos años para "garantizar y dar las señales de las que van a depender realmente el ritmo inversor de cómo se va a electrificar el país" -con una previsión en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de inversiones en redes de transporte y distribución eléctrica de 53.000 millones de euros entre 2021 y 2030- y su atractivo para la inversión frente al resto de países de la Unión Europea.

Y es que para la patronal de las grandes eléctricas la propuesta de modelo retributivo de la CNMC supone "una ruptura con el modelo actual", ya que deja de garantizarse el reconocimiento y retribución de las inversiones, al introducir un mecanismo que "mira hacia atrás, no a las necesidades actuales y futuras de la red, y que desincentiva todas las inversiones que vayan más allá de la mera reposición de los activos obsoletos".

4.- Red Eléctrica revisa los contratos con Equipo Económico y avisa: "Actuaremos para preservar nuestro buen nombre".

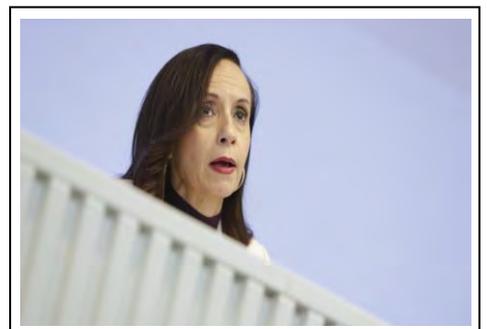
Elperiodicodelaenergía.com, 21 julio de 2025

La compañía eléctrica firmó varios contratos con el bufete del exministro Montoro durante los años 2010 y 2015.

El Grupo Redeia, del que forma parte Red Eléctrica, ha decidido tomar cartas en el asunto en el caso Montoro.

A raíz de las informaciones donde se señalaba a Red Eléctrica como uno de los clientes de Equipo Económico durante los años que se está investigando dicho caso, la actual directiva ha decidido revisar los contratos que mantuvieron con el bufete del exministro Cristóbal Montoro.

"Redeia está analizando, en línea con su código de conducta de proveedores, la relación profesional con Equipo Económico, en concreto durante el periodo señalado por los medios, comprendido entre 2010 y 2015", han señalado fuentes de Redeia a El Periódico de la Energía



Dos presidencias afectadas

Tal y como adelantó El País, Red Eléctrica pagó facturas al bufete por 1,39 millones entre 2010 y 2015 a través de dos sociedades. Cabe recordar que durante estos años que se contrató a Equipo Económico hubo dos presidencias distintas, una del PSOE y otra del PP.

En 2010 y hasta 2012, y con Gobierno de Rodríguez Zapatero era presidente Luis Atienza, mientras que de 2012 a 2018 el presidente fue José Folgado, compañero de Montoro en Hacienda.

En ambas presidencias se inició la gran apuesta de España por las energías renovables, posibles beneficiarios de algunas decisiones del Gobierno de Rajoy en la época de Montoro.

"Redeia se reserva el derecho de actuar y tomar decisiones a todos los niveles para preservar el interés de la sociedad y sus inversores y su buen nombre", aseguran las mismas fuentes sin especificar qué medidas exactas tomaría al respecto en caso de verse perjudicada.

Aun así, el nombre de Red Eléctrica está siendo parte de la investigación, pero Redeia asegura que "no ha recibido ninguna comunicación o requerimiento por parte del juzgado que investiga la causa".

5.- Enresa necesita casi duplicar su plantilla para atender el plan de cierre nuclear.

Eleconomista.es, 22 julio de 2025

Buscará 473 contrataciones para cumplir con el Plan de residuos del Gobierno. La compañía debe afrontar además un proceso de renovación generacional.



La Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) se prepara para afrontar una transformación histórica en su estructura operativa. Según la planificación derivada del Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos, la compañía pública prevé incorporar hasta 473 nuevos efectivos en su Dirección Técnica, lo que supone casi duplicar su actual plantilla en este departamento, que a día de hoy asciende a 256 profesionales.

Este crecimiento se enmarca en la necesidad de dar respuesta al desmantelamiento programado de las centrales nucleares, la gestión de los almacenes temporales y, especialmente, la puesta en marcha del almacén geológico profundo (AGP), que deberá albergar de forma definitiva los residuos de alta actividad.

En total, Enresa cuenta con 380 trabajadores, frente a los 319 registrados a cierre de 2020. El incremento se ha producido a pesar de las rigideces del régimen de contratación del sector público, sujeto a las limitaciones anuales de la Ley de Presupuestos Generales del Estado. Enresa ha recurrido a mecanismos extraordinarios previstos en la normativa -como disposiciones adicionales específicas para empresas estratégicas- para justificar la ampliación de efectivos ante la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

De los nuevos puestos previstos, 35 corresponderán a cada central nuclear con un solo reactor en proceso de desmantelamiento, a los que se sumarán 15 adicionales en el caso de instalaciones con dos reactores. Además, se estima la incorporación de 12 personas por cada Almacén Temporal Descentralizado (ATD) y de otras 125 para el AGP. El plan contempla también tres nuevas plazas por cada desmantelamiento vinculado a El Cabril, el centro de almacenamiento de residuos de baja y media actividad.

El crecimiento no solo es cuantitativo, sino también cualitativo. La plantilla de Enresa se caracteriza por su alta estabilidad -con bajas mínimas y casi siempre por jubilación- y por su elevado nivel de cualificación técnica. La compañía explica los desafíos operativos que suponen las limitaciones normativas en la contratación y las particularidades del mercado laboral: perfiles técnicos altamente especializados, zonas geográficas poco atractivas y largos periodos de formación, especialmente para aquellos puestos que requieren licencias específicas.

Además, Enresa deberá simultanear este refuerzo extraordinario con los procesos ordinarios de reposición derivados de la jubilación del personal nacido en la época del baby boom, que se producirá en los próximos años.

6.- Las grandes eléctricas lanzan una consulta pública para regular el acceso flexible de demanda a las redes de distribución.

Elperiodicodelaenergía.com, 22 julio de 2025

La propuesta técnica objeto de consulta busca habilitar nuevas modalidades de conexión adaptadas a un contexto energético cada vez más descentralizado, digitalizado y exigente en términos de eficiencia y sostenibilidad.

Las principales compañías del sector eléctrico español han lanzado una consulta pública con el objetivo de recoger aportaciones y observaciones sobre una nueva propuesta normativa que busca regular el acceso flexible de instalaciones de demanda eléctrica a las redes de distribución. Esta iniciativa, promovida por la Aelec —que representa a las grandes distribuidoras eléctricas del país— en colaboración con CIDE (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica), ASEME (Asociación de Empresas Eléctricas) y UFD (la distribuidora eléctrica del Grupo Naturgy), responde a lo establecido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en su Circular 1/2024, de 27 de septiembre.



La propuesta técnica objeto de consulta, titulada “Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de demanda flexible a las redes de distribución bajo permisos de acceso flexible Tipo 0 y Tipo 1”, constituye un paso relevante hacia la modernización del sistema eléctrico español, ya que busca habilitar nuevas modalidades de conexión adaptadas a un contexto energético cada vez más descentralizado, digitalizado y exigente en términos de eficiencia y sostenibilidad.

El documento detalla las condiciones que deben cumplir las instalaciones interesadas en acogerse a los llamados permisos de acceso flexible tipo 0 y tipo 1. Estas nuevas figuras pretenden facilitar la integración de nuevos consumidores eléctricos —como centros de datos, industrias electrificadas, flotas de vehículos eléctricos o instalaciones de almacenamiento— sin comprometer la seguridad del suministro ni la estabilidad de las redes, especialmente en situaciones de saturación o contingencia operativa.

Patrones de consumo fijo

En el caso del permiso de acceso flexible tipo 0, el modelo propuesto se basa en la definición de patrones de consumo fijo. Las instalaciones que opten por esta modalidad deberán ajustarse a unos horarios predefinidos —entre la medianoche y las 7:59 de la mañana, y entre las 11:00 y las 17:59— durante los cuales podrán absorber energía de la red. Fuera de esas franjas, el consumo queda restringido salvo en

casos muy concretos, como el uso de servicios auxiliares, siempre que no se haya producido una desconexión por incumplimiento.

Estas instalaciones deberán contar, además, con mecanismos de medición en tiempo real, sistemas de control automatizado y dispositivos de desconexión remota para garantizar el cumplimiento estricto del patrón establecido. En caso de incumplimiento, la instalación podrá ser desconectada sin previo aviso y no podrá reconectarse hasta garantizar que se respetarán de nuevo los parámetros acordados.

Por su parte, el permiso tipo 1 contempla situaciones en las que la instalación de demanda solo pueda mantenerse conectada mientras no se produzca la indisponibilidad de ciertos elementos críticos de la red. Este modelo se orienta a instalaciones conectadas a tensiones superiores a 36 kV y cuya conexión se realiza mediante una posición dedicada en subestación.

Aunque pueden operar con normalidad durante la mayor parte del año, su acceso podría verse restringido, hasta un máximo estimado del 10% de las horas anuales, cuando se prevea o se produzca una saturación de la red, bien por causas operativas o por la indisponibilidad de algún componente esencial. Estas instalaciones también deberán disponer de equipos de desconexión remota y protocolos de operación conjuntos con el gestor de red, además de enviar datos de funcionamiento en tiempo real para permitir una supervisión continua.

Flexibilidad y eficiencia

Ambos tipos de permisos excluyen expresamente a aquellos suministros que, por su naturaleza crítica, requieren garantía permanente de acceso, como hospitales, servicios de emergencia, instalaciones con suministros de seguridad o proyectos urbanísticos que deban cumplir con grados mínimos de electrificación. De igual forma, se establece que en un mismo punto de conexión no se podrán otorgar capacidades firmes y flexibles simultáneamente, ni combinar distintos tipos de acceso flexible.

Con esta propuesta, las eléctricas apuntan a dotar de mayor flexibilidad y eficiencia al sistema eléctrico, favoreciendo la integración de nuevas formas de consumo sin necesidad de reforzar las redes a gran escala. Se trata de un paso técnico clave en la transición hacia un modelo energético más dinámico y descentralizado, que reconoce el papel activo de los consumidores y el valor estratégico de la demanda gestionable para el equilibrio del sistema.

El proceso de consulta pública, que comenzó el pasado 18 de julio y permanecerá abierto hasta el 22 de agosto, está dirigido a todos los agentes del sector eléctrico, desde operadores hasta consumidores, pasando por empresas tecnológicas, administraciones públicas y asociaciones sectoriales. La información recopilada a través de esta consulta no solo servirá para enriquecer el documento técnico, sino que permitirá elaborar una propuesta definitiva que será presentada a la CNMC para su aprobación formal.

7.- La CNMC insta a las energéticas que unifiquen sus inspecciones para frenar los más de 200.000 enganches ilegales de luz.

Elindependiente.com, 22 julio de 2025

A diario, cientos de miles de personas en nuestro país se suministran de electricidad de modo ilegal a través de enganches ilegales a la red. Otros muchos simplemente manipulan los contadores para simular consumos inferiores a los reales. La electricidad que unos y otros no pagan se abona de modo solidario por el conjunto de los consumidores que ven encarecida su factura en cerca de un 5% para cubrir esos impagos que el sector estima en casi 2.000 millones de euros al año. Pese a que es difícil determinar cuántas



personas y empresas tienen electricidad de modo ilegal a través de este tipo de enganches fraudulentos, se estima que puede superar las 200.000.

Ahora la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) ha presentado una propuesta para regular el abordaje de esta cuestión e intentar reducir su impacto e incidencia. Las grandes distribuidoras habían reclamado a la CNMC una regulación que contribuyeran a mitigar un fraude millonario que ha aumentado en los últimos años. La normativa

que propone plantea que los procedimientos de inspección que se lleven a cabo por parte de las compañías se basen en procesos comunes unificados.

Además, la CNMC propone que se elaboren planes de contingencia para los barrios más vulnerables a este tipo de fraudes y en los que exista un mayor riesgo de seguridad de instalaciones eléctricas y personas por este tipo de prácticas ilegales. Entre las medidas se señala los cortes de suministro como herramienta para minimizar el impacto en la factura de los consumidores que deben asumir el coste de estos impagos.

Peajes cargos

En su propuesta la CNMC plantea que los precios de peajes y cargos serán los correspondientes, según el tipo de consumidor. El coste de la energía será el regulado; es decir, el equivalente al coste de energía del PVPC. Asimismo, se propone que los peajes y cargos se incrementen por un factor multiplicador. La CNMC y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cada uno en el ámbito de sus competencias, se encargarán de su aprobación.

Por su parte, los peajes de acceso y cargos, así como la energía, en el caso de que sea facturada por el distribuidor en los casos de detección del fraude, serán integrados en el sistema de liquidaciones reguladas. La energía asociada al fraude será declarada al operador del sistema (Red Eléctrica de España) como pérdidas por fraude para mejorar la transparencia de la información del sistema.

Esta propuesta de la CNMC es acorde a la Ley 24/2013, y podría ser articulada mediante una normativa con rango de real decreto. Los aspectos que corresponde regular a la CNMC se recogerían en resoluciones de desarrollo de las circulares que se encuentran actualmente en revisión.

8.- El 22,6% de los españoles culpa al Gobierno del apagón, un 20% a REE y un 15,7% a eléctricas, según una encuesta.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 julio de 2025

Desde el incidente se produce un ligero retroceso en el indicador de reputación de todas las compañías del sector energético.

El 22,6% de los españoles responsabiliza al Gobierno del apagón que sufrió el sistema eléctrico peninsular el pasado 28 de abril, mientras que un 20% cree que Red Eléctrica de España (REE) fue el principal culpable, según datos de una encuesta elaborada por The RepTrak Company entre más de 2.500 personas.

Por su parte, las compañías eléctricas privadas son señaladas por un 15,7% de los encuestados en el estudio realizado por la empresa líder mundial en datos e información sobre reputación.

En lo que respecta a la gestión del suceso, el 42,3% de los encuestados califica la actuación del Gobierno como "muy mala", seguido por un 30,5% que opina lo mismo sobre el operador del sistema.



Mientras, las compañías eléctricas obtienen el mayor porcentaje de valoraciones "muy buenas", con un 20,5%, entre los tres principales agentes evaluados.

Asimismo, el estudio revela que desde el incidente se produce un ligero retroceso en el indicador de reputación de todas las compañías del sector energético, también las petroleras.

Distintos informes

El pasado 17 de junio, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, presentó las conclusiones del Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en el cero energético del 28 de abril, que constataron que el incidente se produjo por un problema "multifactorial" que implica episodios de sobretensión, oscilaciones y desconexiones de centrales.

El informe del comité descartó por completo que el apagón sucediese por un ciberataque, y apuntó a un conjunto de factores que se desarrollaron en cadena y provocaron finalmente que la Península Ibérica se quedara sin luz el 28 de abril, repartiendo así culpas entre el operador del sistema y las eléctricas.

Un día después, Red Eléctrica presentó su informe, en el que concluía que una de las principales causas del apagón fue en el "incumplimiento" por parte de los agentes del sistema de los protocolos de control dinámico de tensión, rechazando así cualquier responsabilidad del operador del sistema sobre lo que ocurrió ese día en la red española.

También las grandes eléctricas, a través de la patronal aelec, a la que pertenecen Iberdrola, Endesa y EDP España, pusieron sobre la mesa su propio informe, en el que apuntaban a la "mala gestión" de REE como el principal responsable en el cero eléctrico peninsular debido a la mala programación que llevó a cabo, con "una escasa programación de generación convencional" -nucleares, ciclos de gas, carbón y grandes hidroeléctricas-.

9.- Iberdrola obtiene un beneficio récord de 3.562 millones en el primer semestre tras invertir más de 17.000 millones en los últimos 12 meses.

Elperiodicodelaenergía.com, 23 julio de 2025

La compañía prevé acabar el año con un aumento de dos dígitos respecto al beneficio neto ajustado de 2024.

El grupo Iberdrola ha logrado un beneficio neto de 3.562 millones de euros en el primer semestre de 2025, un 20% más respecto al resultado ajustado del primer semestre de 2024, batiendo un nuevo récord.

Todo gracias a las fuertes inversiones realizadas en los últimos 12 meses donde la eléctrica ha conseguido alcanzar los 17.000 millones, algo prácticamente inaudito en el sector eléctrico mundial.

En la actualidad, Iberdrola cuenta con más de 157.000 millones de euros de activos y una capitalización que ronda los 100.000 millones de euros, lo que la sitúa como la primera utility de Europa y es una de las dos más grandes del mundo.



Redes en EEUU y Reino Unido

Durante los seis primeros meses del año, la compañía ha invertido 5.662 millones de euros, lo que supone un incremento del 7%, respecto al mismo periodo del año anterior. El 60% de las inversiones se han destinado a Estados Unidos y Reino Unido.

Por áreas de negocio, Iberdrola ha focalizado más del 54% de sus inversiones a las redes eléctricas, alcanzando los 3.082 millones de euros a cierre de junio -un 14% más que el mismo periodo del año anterior- Esto ha permitido que los activos regulados hayan vivido un incremento que ronda el 70% en los últimos cinco años, hasta los 50.000 millones de euros.

De hecho, la electricidad distribuida por las redes eléctricas de Iberdrola ha superado los 124.200 GWh en el primer semestre de 2025, lo que representa un incremento del 4,8% respecto al mismo periodo del año anterior. El crecimiento ha sido especialmente notable en el Reino Unido, donde ha aumentado más de un 30%, gracias a la integración de la distribuidora británica ENW.

Por su parte, las selectivas inversiones en renovables se situaron en los 2.155 millones de euros. La empresa destinó 850 millones a la energía eólica marina (el 40% de la inversión renovable), lo que ha permitido la puesta en marcha del parque offshore Baltic Eagle (Alemania) y avance en la construcción de Vineyard Wind (EE.UU.), East Anglia 2 y 3 (R. Unido), y Windanker (Alemania).

Además, la compañía ha instalado más de 2.000 MW renovables en los últimos 12 meses, con lo que la capacidad instalada renovable de la compañía ha superado por primera vez los 45.000 MW en todo el mundo. Gracias a esta capacidad, la compañía ha alcanzado los 66.300 GWh de generación durante los seis primeros meses del año, un 2,3% más que en el mismo periodo del año anterior.

Impulsado por este esfuerzo inversor, el beneficio bruto de explotación (EBITDA) se ha situado en los 8.287 millones de euros en el primer semestre, lo que supone un incremento del 5% más respecto al año anterior (excluyendo las desinversiones en generación térmica del año pasado). El crecimiento en los Estados Unidos y el resto de Europa compensa la caída del 12% en el EBITDA de Iberdrola España.

El EBITDA de redes crece un 31% en el semestre hasta los 4.271 millones de euros, gracias a la mayor base de activos regulados y la integración de ENW en el Reino Unido. Por su parte, el beneficio bruto de explotación del negocio de producción y clientes cae un 13% afectado por los menores precios y los mayores costes del sistema en la Península Ibérica.

Incremento de la solidez financiera

El crecimiento del negocio ha venido acompañado por la solidez financiera. La compañía ha reducido su deuda neta en 3.000 millones de euros en el segundo trimestre, hasta situarse alrededor de los 52.000 millones de euros, gracias a su política de rotación de activos y alianzas.

En las últimas semanas, Iberdrola ha ampliado su alianza con Masdar. Tras la inversión en el parque eólico marino Baltic Eagle se suma la participación en el parque East Anglia 3, con lo que ambas empresas han realizado una coinversión conjunta de 7.000 millones de euros. Además, Iberdrola ha realizado nuevas transacciones de rotación de activos por valor de 1.500 millones de euros, que tendrá un impacto de 1.300 millones de euros en el segundo semestre de 2025.

El flujo de caja crece un 15% a cierre de junio, hasta casi rebasar los 6.800 millones de euros y el flujo de caja operativo/deuda neta se sitúa en el 24,2%, tras incrementarse en 190 puntos básicos.

Además, de acuerdo con lo aprobado en la Junta General de Accionistas Iberdrola ha incrementado la remuneración al accionista hasta los 0,645 euros por acción con cargo a los resultados de 2024. De hecho, el 24 de julio la compañía abonará el dividendo complementario de 0,409 euros por acción.

10.- Naturgy dispara su beneficio un 10% a junio, hasta 1.147 millones, y apunta a récord de 2.000 millones en 2025

Elperiodicodelaenergia.com, 23 julio de 2025

Acelera la retribución a sus accionistas con el pago de un 20% en el dividendo a cuenta y podría llegar a los 1,9 euros en el ejercicio.



Naturgy obtuvo un beneficio neto de 1.147 millones de euros en el primer semestre del año, lo que representa un incremento del 10% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, y apunta a unas ganancias récord de más de 2.000 millones de euros en 2025, según informó la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En un contexto de precios energéticos más altos en comparación con el primer semestre, tanto en gas como en electricidad, así como de incertidumbre macroeconómica, el resultado bruto de explotación de la primera gasista y tercera eléctrica de España se situó a cierre de junio en los 2.848 millones de euros, manteniendo niveles récord en línea con el primer semestre de 2024.

En el periodo de enero a junio, el grupo presidido por Francisco Reynés invirtió 897 millones de euros, principalmente en renovables y redes. La capacidad instalada de generación renovable alcanzó los 7,7 gigavatios (GW), con 1,4 GW de capacidad adicional actualmente en construcción.

Naturgy cerró en este semestre con éxito la auto-OPA para llegar al 10% de acciones propias encaminada a elevar el 'free float', mejorar la liquidez de la acción y regresar a los índices MSCI.

Aumenta la deuda

Así, la deuda neta a cierre del semestre se situó en 13.689 millones de euros, frente a los 12.201 millones de euros a cierre de 2024. El ratio deuda neta sobre Ebitda de los doce últimos meses se situó en 2,6 veces, reflejando el impacto de la recompra de acciones propias por importe de 2.332 millones de euros completada en junio de 2025.

Excluyendo el impacto de la oferta pública de adquisición, o asumiendo la colocación de las acciones en el mercado, la deuda neta/Ebitda se situaría en casi 2,1 veces, "lo que evidencia aún más la fuerte generación de flujo de caja y la cómoda posición de deuda, con un amplio margen en el balance", indicó la compañía.

Reynés destacó que estos "sólidos" resultados demuestran, una vez más, "la credibilidad" del grupo "a la hora de cumplir los objetivos marcados".

"En un contexto económico y sectorial muy complejo, el grupo ha superado las expectativas del mercado, manteniendo siempre el foco de inversión con visión de largo plazo y la disciplina financiera en sus decisiones, características que nos permiten mantener un balance robusto y una gestión adecuada de los riesgos del negocio", dijo.

Previsiones

Con estas cifras a junio, Naturgy anunció unas previsiones para el conjunto del ejercicio 2025 de un beneficio neto esperado superior a los 2.000 millones de euros y un Ebitda de más de 5.300 millones de euros.

Asimismo, estima acabar con una deuda neta por debajo de 14.700 millones, sin incluir el impacto positivo de la futura colocación de la autocartera.

En lo que respecta a la retribución a sus accionistas, el consejo de administración ha aprobado el pago el próximo 30 de julio del primer dividendo a cuenta del ejercicio 2025 de 0,60 euro/acción, lo que representa un 20% más con respecto a los 0,50 euros de hace un año.

Esta cifra recoge ya la mejora de la retribución a la accionista incluida en el actual plan estratégico, que contempla un pago de 1,7 euro por acción con cargo al ejercicio 2025, y además se ve impulsada por el aumento de la autocartera del grupo tras el cierre de su exitosa OPA, ya que las acciones en manos de la compañía no cobran dividendo y este se repartirá entre el resto de accionistas en función del nivel remanente de autocartera a final de año. Con esta posibilidad de la autocartera el pago a los accionistas correspondiente a este ejercicio podría elevarse hasta los 1,9 euros.

Por otra parte, Naturgy abonó durante el primer semestre del año un total de 481 millones de euros en impuestos sobre beneficios, un 25% más que en 2024. La tasa efectiva al 30 de junio ha ascendido al 26,8%.

11.- Las grandes eléctricas creen que el decreto antiapagones "era necesario" y su no aprobación tendrá graves consecuencias.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 julio de 2025

La patronal firmó junto a otras asociaciones del sector, en un ejercicio histórico de unión en el sector eléctrico, un comunicado en favor de la aprobación del decreto.

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc) también ha sido una de las grandes perjudicadas con la no aprobación del decretazo antiapagones. Las grandes eléctricas que son socias de esta patronal, Iberdrola, Endesa y EDP España y que cuenta también con otras compañías del sector como NetOn Power, Atlantica o las tecnológicas IBM y Minsait ha querido dejar claro su desacuerdo con la decisión del Congreso de tumbar las medidas.



En declaraciones a El Periódico de la Energía, aeléc asegura que "el RDL 7/2025 contenía medidas para dar acceso a la industria y vivienda que lo están solicitando, facilitar la conexión del almacenamiento, la inversión en renovables y adaptar la red a las nuevas necesidades del sistema eléctrico".

Para las grandes eléctricas "este tipo de medidas son necesarias para avanzar en un sistema eléctrico más resiliente, eficiente y preparado para dar servicio a la industria y vivienda que lo requiere".

Unión histórica

aeléc fue una de las asociaciones que firmó un acuerdo con otras patronales dando una imagen de unión que ha sido histórica. Trataron de convencer a algunos partidos políticos, sobre todo al PP para que se abstuviera, pero finalmente todos los esfuerzos realizados han sido en balde.

El decreto antiapagones representaba "un paso decisivo para reforzar la seguridad del suministro eléctrico y consolidar la posición de nuestras empresas en un momento clave para la transición energética".

Destacan que las medidas que incorporaba "aportaban robustez al sistema, certidumbre a los inversores y competitividad al tejido empresarial, al tiempo que favorecían un entorno financiero más favorable para los proyectos".

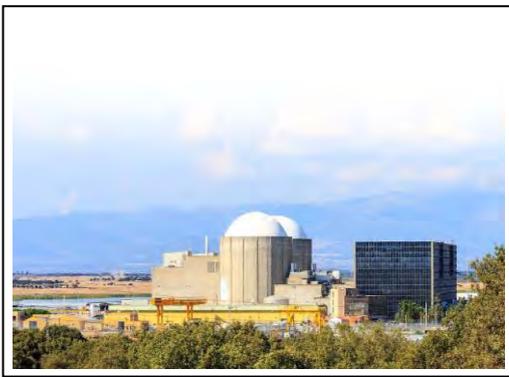
Además, la patronal eléctrica piensa que la no ratificación del RDL 7/2025 va a tener graves consecuencias, entre las que destacan la "exposición a futuras crisis como el apagón del 28 de abril, pérdida de competitividad internacional, paralización de inversiones que reducen la dependencia energética y la vulnerabilidad ante la incertidumbre geopolítica".

12.- Guardiola dice que la voluntad de las propietarias de la Central de Almaraz por la continuidad es "absolutamente clara".

Eleconomista.es, 23 julio de 2025

Han pedido la prórroga hasta el 2030.

Guardiola pide a Aagesen que "cumpla su palabra" después de que las propietarias de Almaraz hayan pedido su continuidad.



La presidenta de la Junta de Extremadura, María Guardiola, ha aseverado que la voluntad de las empresas propietarias de la Central Nuclear de Almaraz por la continuidad de la planta es "absolutamente clara"

Frente a ello, "lo único que conocemos por parte del ministerio y de la ministra es que hay una negociación paralela para otorgar la singularidad energética a Cataluña", ha lamentado la presidenta extremeña a preguntas de los periodistas en rueda de prensa este miércoles en Mérida.

María Guardiola ha relatado que las empresas propietarias de Almaraz han enviado una carta a la ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, pidiendo la prórroga de la planta al año 2030, así como "sentarse en una mesa para analizar cuáles son las condiciones que ahora mismo están asumiendo las propietarias, sobre todo en materia de fiscalidad, y que hace inviable la continuidad de la central nuclear".

Ante esta situación, Guardiola ha considerado que la ministra tiene que "sentarse de una vez por todas con las propietarias, con las comunidades autónomas", así como "tomar una decisión desde el sentido común y no desde el sectarismo y desde la ideología, sin más".

Finalmente, la presidenta extremeña ha advertido que desde el Gobierno regional no se van a resignar: "Vamos a pelear y lo vamos a hacer hasta el final con todas las herramientas que tengamos en nuestra mano para que no se cierre la central nuclear de Almaraz", ha concluido.

13.- Iberdrola lanza una ampliación de capital de 5.000 millones para acelerar su expansión en redes.

Eleconomista.es, 23 julio de 2025

La colocación no tendrá derecho de suscripción preferente de los accionistas.

La eléctrica bate récord de resultados tras ganar 3.562 millones, un 20% más en el semestre.

La eléctrica niega cualquier responsabilidad en el apagón del 28A y no ha recibido reclamaciones.

Iberdrola ha anunciado hoy el lanzamiento de una ampliación de capital por valor de 5.000 millones de euros con el objetivo de financiar su nuevo plan inversor centrado en el negocio de redes eléctricas. La operación,

que se ejecutará mediante una colocación acelerada dirigida exclusivamente a inversores cualificados, ha sido aprobada por el consejo de administración y se realiza con exclusión del derecho de suscripción preferente de los accionistas.

Esta ampliación se llevará a cabo a través de la emisión de nuevas acciones ordinarias, que serán de la misma clase y serie que las actualmente en circulación. J.P. Morgan SE, BofA Securities Europe S.A. y Morgan Stanley Europe SE actuarán como coordinadores globales y colocadores conjuntos de la misma, en la que también participa BNP Paribas como colocador conjunto. La determinación del número definitivo de acciones nuevas y el precio de emisión se fijarán tras el proceso de prospección de la demanda.



La energética presidida por Ignacio Galán justifica esta operación por el fuerte crecimiento que prevé en el negocio de redes, impulsado por los recientes avances regulatorios en Reino Unido y en Estados Unidos — especialmente en el estado de Nueva York—, que abren la puerta a una oportunidad de inversión cifrada en 55.000 millones de euros para el periodo 2026-2031. Esta cifra representa un incremento del 75% respecto al sexenio anterior y prevé una rentabilidad neta sobre fondos propios en torno al 9,5%.

Según explica la eléctrica, la inversión en redes tendrá su principal foco en Reino Unido, donde la compañía planea triplicar su inversión hasta los 26.000 millones de euros frente a los 7.000 millones del periodo anterior. En la misma línea se sitúa EEUU con un incremento desde los 12.000 millones hasta los 20.000 millones. Por contra, Brasil reducirá su ritmo de crecimiento en redes de los 8.000 millones a 6.000 millones y España pasará de 3.900 millones a 3.500 millones por la reducida rentabilidad que hay planteada en estos momentos.

Con esta inyección de capital, Iberdrola prevé elevar su inversión bruta anual hasta el entorno de los 15.000 millones de euros durante los próximos años. La ampliación permitirá, además, mantener unos niveles de solvencia compatibles con sus actuales calificaciones crediticias (Baa1/BBB+) y garantizar su política de retribución al accionista. La compañía ha asegurado que esta operación tendrá un impacto positivo en el beneficio por acción, gracias al mayor volumen de inversiones con retornos atractivos en redes.

Como parte de los compromisos asumidos, Iberdrola ha acordado con los bancos colocadores un periodo de lock-up de 180 días durante el cual no emitirá ni dispondrá de nuevas acciones, salvo excepciones habituales como el programa de dividendo opcional "Iberdrola Retribución Flexible".

La empresa prevé que las nuevas acciones comiencen a cotizar en las bolsas españolas el próximo 25 de julio. No obstante, estas acciones no tendrán derecho al dividendo complementario de 0,409 euros brutos por acción correspondiente a los resultados de 2024, que se abonará el 24 de julio y que solo recibirán los accionistas registrados antes del 7 de julio.

El anuncio se produce dos meses antes de la celebración del Día del Inversor, previsto para el 24 de septiembre, en el que Iberdrola presentará su nuevo plan estratégico. Con esta ampliación, la compañía busca reforzar su capacidad financiera para abordar una nueva fase de crecimiento centrada en infraestructuras reguladas en mercados con alta calidad crediticia y marcos estables.

En paralelo, Iberdrola mantiene un sólido desempeño financiero. En el primer semestre de 2025, el beneficio neto ajustado ascendió a 3.562 millones (+20%) -excluyendo el efecto de la venta de activos en México- y el EBITDA superó los 8.287 millones (+15%). La deuda neta se redujo en 3.000 millones hasta los 52.700 millones, y la liquidez del grupo se sitúa por encima de los 19.000 millones de euros, suficiente para cubrir 19 meses de necesidades financieras. El flujo de caja operativo creció un 15% hasta alcanzar los 6.796 millones.

El grupo también está reforzando su actividad en renovables, con 2.155 millones invertidos en el primer semestre (un 40% en eólica marina), y avances en proyectos como Baltic Eagle (Alemania), Vineyard Wind 1 (EE.UU.) y East Anglia 3 (Reino Unido). A ello se suman nuevas alianzas con Masdar, CIP y Kansai, que refuerzan su estrategia de coinversión y rotación de activos, elemento clave del modelo de crecimiento sostenible y disciplinado que Iberdrola proyecta hasta final de década.

La eléctrica además ha superado los 45.000 MW de renovables instaladas y ha batido su récord de energía distribuida con 124.000 GWh, un 4,8% más. Además, la empresa ha incrementado en un 9,9% la venta de gas en EEUU.

La compañía además recibió el 26 de junio la decisión del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, que avaló el régimen que permitía a las empresas españolas deducirse el fondo de comercio en adquisiciones indirectas de sociedades extranjeras que gozaban de confianza legítima de acuerdo con las Decisiones Primera y Segunda de la Comisión Europea, anulando la Tercera decisión de la Comisión Europea de 2014, que había declarado como nueva 'ayuda de estado' dicho régimen tributario. Esta sentencia resultaría en un reembolso de en torno a 760 millones de euros, incluyendo los intereses de demora.

Sin reclamaciones por el apagón

En relación con el apagón que se produjo en el sistema eléctrico peninsular el 28 de abril de 2025, el incidente ha sido analizado por los expertos internos y externos del Grupo, que han concluido que las sociedades del Grupo no fueron las causantes del Cero Eléctrico, ni contribuyeron de forma alguna a que ocurriese el mismo. Al contrario, las sociedades del Grupo en España pusieron a disposición del Operador del Sistema sus activos de generación y distribución, que contribuyeron eficazmente a la reposición del suministro eléctrico.

En cuanto a las eventuales reclamaciones patrimoniales de clientes que pudieran dirigirse contra las sociedades productoras, 21 comercializadoras y distribuidoras de electricidad del Grupo en España, además de la inexistencia de responsabilidad de dichas sociedades, las reclamaciones estarían cubiertas por los seguros de responsabilidad civil suscritos. A la fecha, no se ha recibido ninguna reclamación judicial solicitando indemnización de daños por responsabilidad civil contra ninguna de las sociedades del Grupo.

14.- Las energéticas sufren en Bolsa tras el fiasco del decreto antiapagones en el Congreso.

Expansion.com, 23 julio de 2025

Sonada derrota para cerrar el curso político.

El Congreso tumba el decreto antiapagones del Gobierno y exhibe su debilidad parlamentaria.

Las eléctricas se juegan en el Congreso 200.000 millones de euros.

Las empresas energéticas españolas han pagado hoy en Bolsa la factura de la negativa del Congreso al decreto antiapagones del Gobierno, una decisión que sume al sector en la desolación y la incertidumbre y deja en el aire inversiones millonarias en redes y renovables.

Endesa se ha dejado un 3,60%. A su estela se han situado Redeia, que ha cedido un 3,16%, y Solaria, que se ha depreciado un 2,74%; Enagás (-2,14%) y Acciona Energía (-2,11%).



Naturgy, que hoy ha presentado resultados, ha cerrado con un descenso del 0,94%.

La cotización de Iberdrola, que hoy también ha presentado resultados y ha estado parte de la sesión suspendida de negociación ha cerrado con una caída del 4,69% tras anunciar una ampliación de capital de 5.000 millones de euros.

Todo ello en una jornada en la que el Ibex ha sumado un 0,19% por el acuerdo arancelario entre Estados Unidos y Japón anunciado ayer por el presidente de los Estados Unidos, Donald Trump.

Las grandes energéticas españolas están sufriendo las consecuencias del fracaso de la convalidación ayer en el Congreso del denominado decreto antiapagón. Esta norma, aprobada en Consejo de ministros el pasado 24 de junio, contenía numerosas medidas para impulsar el sector energético.

Entre ellas, acelerar el despliegue de redes eléctricas y el autoconsumo, o agilizar trámites para el desarrollo de electrolineras.

El voto en contra del PP y Podemos, además de otros grupos parlamentarios, imposibilitó ayer convalidar el decreto. De esta forma, queda anulado. El Gobierno se apresuró a decir que lo reformulará y lo intentará de nuevo.

A cierre de mercado

La votación en el Congreso ayer se demoró hasta bien pasada la tarde. La no convalidación se conoció cuando la Bolsa ya estaba cerrada. Por lo tanto, ha sido hoy cuando el parqué ha dictado su veredicto.

La norma antiapagón (decreto 7/2025) había conseguido aunar distintos intereses empresariales y había logrado enorme apoyo entre compañías de todo tipo. Hacía muchos años que el sector no estaba tan de acuerdo en apoyar una iniciativa gubernamental.

Máxima incertidumbre

Ayer, tras conocerse que el decreto no había pasado el trámite del Congreso, la sensación en prácticamente todo el sector era de incertidumbre. Las reacciones fueron variadas y desde todos los ámbitos. La asociación ecologista Greenpeace fue la primera en afear el no de Podemos -clave para hacer descarrilar el decreto- y dijo que, aunque ese decreto tuviera grandes carencias "en medidas antioligopolio, habría supuesto mejoras en el autoconsumo y el despliegue de baterías".

Greenpeace espera que "la nueva propuesta legislativa" que plantee el Gobierno incluya de nuevo "las medidas clave para un sistema eléctrico seguro, resiliente y sostenible que ya propuso a la ministra de Transición Ecológica Sara Aagesen después del apagón". La Fundación Renovables lamentó que "el tacticismo político de los partidos haya impedido la aprobación de la norma. El decreto que fue rechazado ayer era aplaudido desde la mayor parte de las empresas porque era enormemente transversal.

Además de plantear medidas urgentes para robustecer el sistema eléctrico y evitar apagones (acelerar inversiones en redes e introducir sistemas para regular tensión, por ejemplo), recopilaba iniciativas que vienen reclamándose desde distintos ámbitos.

Entre ellas, la ampliación del radio, de 2 a 5 kilómetros, para el autoconsumo, o las desgravaciones fiscales para bombas de calor.

200.000 millones

También daba una prórroga a los proyectos de renovables a los que les había vencido la fecha de puesta en servicio y ahora están en peligro de perder las licencias.

Según Appa Renovables, "las inversiones en almacenamiento, autoconsumo y redes eléctricas quedan en el limbo". El sector barajaba hasta 200.000 millones de euros en todo el mercado. La patronal eólica Appa dijo que "lamenta la no convalidación" del decreto y apeló "a la responsabilidad de los partidos políticos.

LAS PRINCIPALES MEDIDAS DEL DECRETO QUE SE HA RECHAZADO

1. **Más poder a la CNMC.** La CNMC tendría seis meses para evaluar las obligaciones de control de tensión de los agentes del sistema eléctrico obligados a prestar el servicio, y elaborar el informe correspondiente, que actualizaría cada tres meses.
2. **ITV eléctricas cada tres años.** La CNMC completaría un plan de inspección extraordinario de instalaciones eléctricas de Iberdrola, Endesa y Naturgy y sus redes de distribución, que se repetiría cada tres años.
3. **Red Eléctrica, juez y parte.** Se encargaría al operador del sistema que elabore en un plazo de entre seis y quince meses propuestos de modificaciones normativas sobre control de tensión y programación de centrales. Las reformas normativas subsiguientes deberían estar aprobadas en menos de seis meses.
4. **La luz, como la portabilidad móvil.** Red Eléctrica incorporaría a sus funciones servir como punto de acceso único ('hub' eléctrico) a los datos de los clientes finales. El objetivo sería facilitar la portabilidad entre eléctricas y restar poder comercial a estas para retener clientes.
5. **'Big Bang' anual de la ley.** Cada tres años se revisaría toda la planificación de la red de transporte en vigor. De manera excepcional, para anticipar futuras necesidades de regulación de tensión, se modificaría con tramitación acelerada la vigente planificación con horizonte 2026.
6. **El que no se enchufe, se va.** Para facilitar la conexión a las redes eléctricas de nuevas actividades económicas -industriales principalmente en lugar de centros de datos- se revisaría la normativa de puntos de conexión. Si no se usan en cinco años se pierden.
7. **Electrolineras, al máximo.** Las facilidades de conexión para vehículos eléctricos quedarían exentas de autorización, solo deben tener evaluación de impacto ambiental.
8. **Autoconsumo, más lejos.** La distancia máxima entre generación y autoconsumo aumentaría a 5 kilómetros (ahora son dos), para instalaciones menores de 5 megavatios. Se introduce la figura del gestor de autoconsumo.
9. **Rebajas fiscales.** Se favorecería la electrificación de la climatización en las comunidades de vecinos y se habilitaría a los ayuntamientos la aplicación de deducciones del 50% en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) y del 95% en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), tal como ya sucede con el autoconsumo.
10. **Industria, bonificada.** Exención del 80% de los peajes eléctricos a la industria electrointensiva con carácter retroactivo desde el pasado 23 de enero.
11. **Sin hitos ni agobios en renovables.** Se flexibilizaría la tramitación de los proyectos de renovables, que justo mañana se enfrentaban a plazos de ejecución de proyectos (hitos). Se fomentaría la renovación de instalaciones de generación -repotenciación-, reduciendo los plazos administrativos a la mitad, siempre que la potencia resultante sea inferior al 125% de la original.
12. **Almacenamiento, por fin.** Se regula el almacenamiento, tanto mediante la hibridación de baterías en instalaciones de generación como con su incorporación al sistema eléctrico en general.
13. **Agregadores, la novedad.** Se regularía la figura del agregador independiente, que combinará múltiples consumos y la electricidad generada por consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en los mercados de electricidad.

15.- El desmantelamiento de la térmica de Endesa As Pontes, ya al 20%, concluirá en 2028.

Elperiodicodelaenergia.com, 23 julio de 2025

Endesa apunta a una acumulación de 389.350 toneladas de residuos por estas tareas, de las que 7.163 ya se habían recabado el pasado mes de junio.

El desmantelamiento de la central térmica de Endesa en As Pontes (A Coruña) roza ya el 20% de su ejecución, que el grupo energético prevé que concluya en julio de 2028 tras una inversión de 55,5 millones de euros, según han afirmado este miércoles representantes de la compañía en una visita al complejo.

El responsable del proyecto, Jesús Ferreño, y el de planes de acompañamiento al cierre de centrales de carbón de la firma privada, Juan Álvarez Avello, han detallado que el montante preciso es de 51 millones de euros para el plan principal y otros 4,5 millones de euros para infraestructura adicionales.



Además, han precisado que la iniciativa genera una media de 120 empleos y que ya se ha liquidado una partida de 1,5 millones de euros por impuestos, tasas y cánones para comenzar los trabajos, cuyo inicio efectivo tuvo lugar en octubre pasado.

Endesa apunta a una acumulación de 389.350 toneladas de residuos por estas tareas, de las que 7.163 ya se habían recabado el pasado mes de junio, y aspira a superar un 90 % de valorización de esos elementos, que podrían ser transformados en aceros para nuevos metales y valorizadores para posibilitar materiales de construcción.

El proyecto de As Pontes

El despliegue del proyecto ya ha permitido la donación de equipos a una docena de entidades y concluirá con la liberación de 55 hectáreas, preparadas para albergar nuevos usos industriales, como la bioplanta de producción de fibra reciclada anunciada por Ence, primera fase de su plan para la zona, cuya inversión global será de 355 millones de euros.

El grupo energético también ha aludido a Eumecons, auxiliar de la central térmica, que ha comenzado la construcción de unas instalaciones en las que prevé crear 30 empleos directos.

Ferreño ha afirmado que el proceso se centra en las últimas semanas en la "demolición mecánica, de equipos y estructuras", y ha señalado que habrá "picos de más y menos" operarios en función de los trabajos, ya que buena parte de ellos requieren de maquinaria, mientras que tareas como las de limpieza "conllevarán más carga de personal".

Además, ha destacado que el plan "prioriza" la actuación en "zonas donde ya están más definidos proyectos de desarrollo futuro", refiriéndose de forma explícita al del grupo Ence, ante el cual se ha centrado el desarrollo en la parcela en la que la firma prevé implantarse.

Álvarez Avello ha considerado que el "objetivo es crear tantos empleos o más con las nuevas industrias que consigamos atraer" que los que se han podido "perder" con el cierre de la térmica y ha abogado por "liberar el mayor espacio posible" para facilitar la puesta en marcha de planes empresariales.

"Un mensaje a inversores, son bien recibidos", ha añadido el representante de Endesa, que ha apostado por "evitar cualquier incertidumbre" y poder trazar "lo que será As Pontes en los próximos veinticinco años".

16.- El CSN informa favorablemente el diseño del contenedor HI-STORM FW para combustible nuclear gastado.

Elperiodicodelaenergía.com, 23 julio de 2025

Este dispositivo será utilizado para el almacenamiento temporal del combustible de las centrales Almaraz, Ascó, Cofrentes y Vandellós II.



El Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), en su reunión, ha informado favorablemente, con límites y condiciones, la solicitud presentada por la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) correspondiente al diseño del contenedor HI-STORM FW Versión G, para el almacenamiento temporal del combustible nuclear gastado de las dos unidades de las centrales nucleares Almaraz y Ascó; y de Cofrentes y Vandellós II.

El contenedor mencionado está diseñado para albergar de forma segura el combustible nuclear gastado de los reactores de agua a presión (PWR) y de agua en ebullición (BWR).

En el caso de los PWR, el contenedor podrá alojar 37 elementos combustibles, mientras que, para los BWR, el diseño permite almacenar 89 unidades de dichos elementos.

El combustible nuclear gastado

Por otro lado, el Pleno ha dado luz verde, con condiciones, a la solicitud de modificación del Plan de Protección Física (PPF) de las fuentes radiactivas del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (Ciemat) así como de sus procedimientos asociados.

El PPF del Ciemat tiene por objeto exclusivo la protección física de las fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad utilizadas o almacenadas en las instalaciones incluidas en el recinto.

Igualmente, el Pleno ha informado favorablemente la modificación de la autorización de la instalación radiactiva de segunda categoría del Hospital Clínico San Carlos de Madrid, consistente en la sustitución de un acelerador lineal de electrones por otro provisto de un sistema de imagen guiado por rayos X.

Esta instalación no podrá iniciar su operación hasta que el CSN realice la inspección preceptiva de licenciamiento y emita la notificación para su puesta en marcha, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas (RINR), y otras actividades relacionadas con la exposición a las radiaciones ionizantes.

El Pleno también ha aprobado la nueva versión del Plan de actuación ante emergencias (PAE) del CSN. Como principales novedades, la actualización diferencia entre la respuesta a emergencias nucleares y radiológicas con la creación de nuevos grupos específicos, el refuerzo de los trabajos de comunicación, la actualización de las funciones de intervención radiológica en el campo de la Organización de respuesta en emergencias (ORE) y la integración del Plan de Formación específico de la ORE (PFORE) en el propio Plan de Actuación de la ORE.

El PAE describe la respuesta de la ORE del CSN ante una emergencia nuclear o radiológica, los modos de respuesta, los criterios para su declaración, los niveles de responsabilidad y la formación de sus componentes, todo ello con el objetivo de dar cumplimiento a las funciones y responsabilidades asignadas al organismo en su Ley de creación y en la normativa que desarrolla el Sistema Nacional de Protección Civil.

Además, el Pleno ha suscrito una declaración institucional de integridad y lucha contra el fraude en el CSN en la que la institución declara su absoluta oposición hacia aquellos comportamientos no éticos y actos ilícitos o irregulares que puedan producirse en el ejercicio de sus funciones, mostrando su compromiso de vigilancia permanente y sanción de estos.

Esta actuación refuerza la existencia de los canales de denuncia con que cuenta el regulador desde los que se pueden comunicar incumplimientos sobre asuntos relativos a diferentes ámbitos, como al código ético de la organización y otras materias incluidas en la Ley 2/2023, de 20 de febrero, reguladora de la protección de las personas que informan sobre infracciones normativas y de lucha contra la corrupción.

17.- Naturgy avanza para cumplir los requisitos que le abran la puerta de los índices MSCI.

Eleconomista.es, 24 julio de 2025

La revisión de los índices está prevista para este próximo mes de agosto.

Naturgy avanza para cumplir con los criterios necesarios para poder volver a los índices de liquidez de Morgan Stanley Capital International (MSCI) de los que salió en febrero de 2024. La compañía ha llevado a cabo una autoopa para la recompra de acciones por 2.332 millones de euros, lo que ha elevado su autocartera al 10% del capital y ha reducido el peso de sus principales accionistas del 85% al 76,2% pero tiene que colocar parte de esos títulos en el mercado para poder abrir de nuevo las puertas de estos índices.



"Tras la OPA, el capital flotante y las acciones propias combinadas superan holgadamente este umbral. La compañía mantiene total flexibilidad en el momento y la ejecución de la colocación de las acciones propias en el mercado, y actuará según sea necesario, para aumentar el capital flotante y respaldar su objetivo de volver a los índices clave, durante el período del Plan Estratégico 2025-27" indica la compañía en sus resultados.

Según las bases del configurador de índices bursátiles, una compañía española debe tener una capitalización de mercado flotante ajustada por free float (acciones susceptibles de ser negociadas) superior a los 1.500 millones de euros, un volumen de negociación medio diario superior al 15% de ese free float en los últimos seis meses y estar constituida en España.

Con una rentabilidad por dividendo prevista cercana al 7%, Naturgy se posiciona como una de las compañías más atractivas para el inversor europeo. De hecho, la gasista ha confirmado su primera previsión para 2025, con una estimación de ebitda superior a los 5.300 millones y un beneficio neto que superará los 2.000 millones. La deuda neta se mantendría por debajo de los 14.700 millones a final de año, y el dividendo por acción -que se elevará en función de la autocartera- alcanzará los 0,60 euros, un 20% más en el primer pago, del 30 de julio.

Ahora, con la gasista acercándose a estos objetivos se espera que en la próxima revisión -previsiblemente este mismo mes de agosto- pueda avanzar en este sentido, aunque quizá todavía no consiga incorporarse a este índice.